

**Format per la raccolta delle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2019**

**Società / Ente / Associazione / Organismo:** ENEL.....

Spunto S1. Osservazioni sulle **modalità di predisposizione** del Piano di sviluppo, sul coinvolgimento degli *stakeholder* (inclusi i promotori di *merchant line* e organizzazioni non governative) da parte di Terna e sulle presentazioni del Piano di sviluppo rese disponibili.

Osservazioni sulle **modalità di consultazione** del Piano di sviluppo da parte dell'Autorità.

Osservazioni sul possibile **futuro coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione**, anche alla luce delle nuove disposizioni<sup>1</sup> previste dal pacchetto di direttive e regolamenti europei "*Clean Energy for all Europeans*".

Dal punto di vista generale, prima di esporre i nostri commenti al Piano di Sviluppo, riteniamo opportuno sottolineare la difficoltà nel fornire osservazioni puntuali, in assenza di una dettagliata descrizione dell'assetto di generazione previsto: l'efficacia delle singole opere, infatti, potrebbe essere inficiata da uno sviluppo di rinnovabili, accumuli e generazione concentrata diversi da quelli ipotizzati nelle simulazioni alla base del Piano; sarebbe quindi opportuno avere maggiori dettagli in merito a tali elementi. Inoltre a nostro avviso sarebbe necessario che nel Piano di Sviluppo fosse rappresentato uno scenario di sviluppo "alternativo", da proporre laddove non si verificasse l'insieme di assunzioni alla base del Piano stesso ossia: effettiva realizzazione del percorso autorizzativo "accelerato" (c.d. fast track) per determinate opere; installazione della capacità di accumulo ipotizzata, ecc. Infine, riteniamo opportuno suggerire che vengano analizzati gli effetti degli interventi pianificati sulla rete italiana (caratterizzata a tendere da un assetto peculiare in termini di potenza installata di compensatori sincroni, di rinnovabili e di accumuli) sulla rete interconnessa europea.

Si apprezza lo sforzo profuso dal TSO sia dal punto di vista più generale dei contenuti del Piano, sia per le presentazioni sviluppate a supporto dello stesso e loro divulgazione. Tuttavia, tenuto conto della sempre maggiore importanza assunta dagli scenari presi in esame ai fini dell'analisi delle esigenze di sviluppo rete, si ritiene opportuno prevedere una fase di condivisione preliminare dedicata all'analisi degli scenari stessi, con particolare riferimento alle ipotesi e assunzioni di carattere regolatorio, nonché relativamente allo sviluppo di capacità di generazione e domanda nei vari Paesi Europei.

In merito al coordinamento con altri piani di sviluppo o documenti relativi allo sviluppo della rete elettrica, sarebbe opportuno considerare anche

<sup>1</sup> <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-10-2019-INIT/en/pdf> , in particolare articolo 32.

gli interventi riconducibili ai sistemi di Difesa del Sistema Elettrico (art. 11 della Convenzione annessa alla Concessione di trasmissione e dispacciamento) in modo da poter visualizzare nel Piano di Sviluppo l'intero insieme di interventi rilevanti programmati ed in corso di realizzazione da parte di Terna sulla RTN.

Spunto S2. Osservazioni sul **documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici** al Piano di sviluppo 2019 e su possibili ulteriori miglioramenti dell'analisi costi benefici applicata ai piani di sviluppo.

Osservazioni sulla proposta aggiornata di metodologia per un **indicatore di resilienza per la rete di trasmissione nazionale**, disponibile alle pagine 51-69 del documento metodologico.

Osservazioni sulla proposta metodologica per la determinazione di due nuovi indicatori socio-ambientali: **Anticipo Fruizione Benefici (B20)** e **Visual Amenity Preservata/Restituata (B21)**, presentata alle pagine 91-103 del documento metodologico

Si ritiene che l'analisi costi/benefici sia ad alto valore aggiunto per il documento di piano e che sia stata strutturata con un opportuno livello di dettaglio. Tuttavia si ritiene necessaria una maggiore condivisione dei razionali che determinano i riferimenti di prezzo PUN e prezzi zonali (tabella 7 di pag. 80 del documento metodologico) utilizzati per la valorizzazione di molti dei benefici analizzati: perdite di rete, integrazione FER, ecc. Per esempio sarebbe necessario disporre di un allegato con le principali ipotesi di ogni scenario (ST, DG e PNEC) relativamente a: ripartizione zonale delle rinnovabili, assunzioni sul phase-out termoelettrico con dettaglio zonale, ripartizione dell'import sulle varie frontiere, rendimento medio del parco termoelettrico, ecc..

Per quanto riguarda invece la proposta metodologica dei due nuovi indicatori, si ritiene che il criterio proposto sia alquanto soggettivo: per esempio la definizione della matrice/progetto anticipo, definita a partire da esperienze pregresse consuntivate dal TSO.

Spunto S3. Osservazioni sul **capitolo 2 “la rete oggi”** del Piano di sviluppo (pagine 62-95) e in particolare sulle evidenze del funzionamento del sistema elettrico (criticità, congestioni, sezioni critiche) e dei mercati (prezzi nelle borse europee ed italiana, risultati del mercato dei servizi di dispacciamento, impianti essenziali).

Relativamente al tema della Mancata Produzione Eolica e in particolare sulle cause che la determinano (figura 69), bisognerebbe approfondire qual è il razionale che porta ad un valore così sostenuto di MPE per “congestioni tra zone e bilanciamento di sistema” visto che, già a seguito della programmazione MSD ex-ante, il sistema dovrebbe risultare privo di congestioni e bilanciato. In virtù di ciò infatti, eventuali cause di sbilanciamento o congestioni, sarebbero dovute al solo errore di previsione della produzione FER vs previsioni del TSO. Si chiede conferma della correttezza di tale interpretazione.

Il piano di sviluppo risulta ancora purtroppo carente rispetto ad una descrizione dell'adeguatezza del sistema elettrico italiano: sarebbe opportuno dunque disporre di un paragrafo dedicato alla descrizione di dettaglio di come il sistema elettrico abbia soddisfatto il proprio fabbisogno di potenza alla punta estiva e invernale degli ultimi due o tre anni – o nei periodi più critici per adeguatezza qualora questi fossero diversi dai periodi di punta di fabbisogno.

Si apprezza il focus dedicato alle attivazioni sul MSD ex-ante con la distinzione tra rete integra, riserva e altri servizi. Si chiede tuttavia di aumentare il dettaglio, magari distinguendo meglio i servizi di rete (per esempio: regolazione tensione, risoluzione congestioni, adeguatezza, ecc.).

In merito allo stato della rete, visto che il TSO giustamente riserva molta attenzione al tema della resilienza e in generale all'impegno continuo per la riduzione dell'energia non fornita, sarebbe opportuno che il Piano contenga una sezione dedicata alla descrizione delle singole cabine primarie connesse in antenna, indipendentemente dal fatto che vi siano interventi di risoluzione pianificati o meno.

A proposito di Energia Non Fornita (ENF) inoltre, sarebbe opportuno che nel paragrafo relativo alla continuità del servizio, venga rappresentato l'andamento dell'ENF in valore assoluto e non in termini relativi, magari con il dettaglio degli ultimi 5 anni.

Si richiede inoltre di avere evidenza circa l'attivazione di risorse interrompibili, in termini di numero di ore di attivazione, potenza distaccata e aree geografiche interessate.

Spunto S4. Osservazioni sul **capitolo 3 “scenari”** del Piano di sviluppo (pagine 96-123) e in particolare sulla descrizione degli scenari nazionali “BASE” e “PNEC” (capitolo 3.4.4) e sulla presentazione degli scenari Sustainable Transition e Distributed Generation usati per il Piano di sviluppo e sullo scenario PNEC usato per l'analisi del Collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (capitolo 3.5).

Osservazioni sul **capitolo 6.2 “scambi energetici nel medio e lungo termine”** del Piano di sviluppo (pagine 201-205).

Osservazioni sulla predisposizione dei futuri scenari per i piani di sviluppo 2020 e sul coordinamento in corso tra il settore elettrico (Terna) e il settore gas (Snam Rete Gas).

Si apprezza lo sforzo profuso da Terna per una descrizione dettagliata degli scenari che stanno alla base del Piano di Sviluppo. Si ritiene tuttavia necessario un maggior dettaglio su alcuni aspetti, quali ad esempio il criterio con il quale il TSO ripartisce sulle singole zone la capacità totale prevista all'anno obiettivo per ogni tecnologia nello scenario preso in esame; tale scelta si rivela infatti determinante per: rischi di congestione, rischi di overgeneration, competitività sui mercati energia ecc. Risulta opportuno inoltre avere una descrizione chiara di quale sia la view del TSO rispetto all'evoluzione della capacità termoelettrica con il massimo dettaglio possibile. Sarebbe utile a tal proposito disporre di un'appendice che riporti almeno l'evoluzione numerica della capacità installata per zona, differenziata per le principali tecnologie: carbone, ciclo combinato, turbogas ed altro.

Spunto S5. Osservazioni sul **capitolo 4 “necessità di sviluppo”** del Piano di sviluppo e in particolare sui nuovi studi riguardanti potenza di corto circuito, flessibilità e inerzia del sistema descritti nel capitolo 4.2 (pagine 130-140).

Nella figura 127 viene proiettato l'andamento dell'overgeneration attesa al 2030 nei tre scenari di riferimento: il valore massimo, pari a 6.7 TWh, si registra nello scenario PNIEC. Sarebbe interessante capire come questo si correla con il valore riportato nella figura 34, relativa alla sintesi degli indicatori ambientali del Piano di Sviluppo 2019, in cui viene mostrato un overgeneration FER di 10 TWh/anno.

Il Piano di Sviluppo 2019 aggiunge delle sezioni molto interessanti rispetto all'evoluzione delle variabili fondamentali del sistema elettrico e in particolare: l'evoluzione dell'inerzia di sistema e la potenza di corto circuito. Si esprime apprezzamento rispetto a questo punto specifico. Tuttavia:

- per quanto riguarda l'analisi d'inerzia, sebbene sia corredata da indicatori particolarmente utili quali l'energia cinetica minima necessaria per far fronte ad un evento critico standard – sarebbe molto utile disporre di tutti i dati di dettaglio a supporto;
- per quanto riguarda invece l'analisi della potenza di corto circuito (Pcc) essa andrebbe arricchita con una sezione che riporti l'evoluzione numerica della Pcc nei principali nodi di rete – per esempio i nodi pilota – a seguito della crescita della capacità FER e decommissioning delle unità Termo. Questo valore andrebbe poi comparato con dei valori limite target del TSO per indicare se e quali zone risultano a rischio dal punto di vista della robustezza di sistema.

Relativamente al tema degli interventi per la qualità e la sicurezza, si esprimono alcune perplessità rispetto al piano di rifasamento previsto mediante l'ausilio di compensatori sincroni per 3500 MVar (solo Piano di Sviluppo). Nell'ambito della riforma del mercato dei servizi di dispacciamento infatti, in attuazione alla delibera 300/2017/R/eel, Terna ha posto in consultazione il progetto pilota per l'approvvigionamento a termine del servizio di regolazione di tensione, che prevedeva la possibilità di remunerazione del servizio per impianti in grado di fornire potenza reattiva con immissione nulla di potenza attiva, funzionamento tipico dei compensatori sincroni. La finalità del progetto pilota appare dunque quella di acquistare servizi di regolazione di tensione tramite strumenti di mercato, dunque in antitesi all'attuale iniziativa di installazione massiva da parte del TSO. Ad avviso di Enel, l'intervento diretto da parte di Terna dovrebbe essere previsto solo in caso di fallimento del mercato nel rendere disponibile la quantità richiesta di capacità di regolazione reattiva. Per quanto concerne più in generale i servizi di regolazione di tensione della rete, si ritiene preferibile che Terna, in caso di scarsità relativa delle risorse regolanti in una o più aree della rete, proceda all'approvvigionamento a termine dei fabbisogni con procedure aperte a tutte le tecnologie compatibili (generatori convenzionali, compensatori sincroni ecc.). Infine si chiede di specificare se nelle valutazioni di quantificazione o scelta dei siti, siano state prese in considerazione soluzioni alternative quali la presenza in servizio di impianti new entrant termo o il repowering di siti oggi non funzionanti e potenzialmente in grado di fornire questo servizio.

Inoltre, si ritiene necessario che nel Piano di Sviluppo venga indicato qual è il contributo atteso (e di cui si è tenuto conto nella definizione del Piano) – in termini di servizi per la regolazione di frequenza e tensione - dagli impianti a fonti rinnovabili in virtù degli adeguamenti e degli obblighi richiesti a tali impianti dal nuovo Allegato A17 del Codice di Rete. Questo aspetto risulta fondamentale nell'ottica di definire i servizi complessivi necessari e la relativa ripartizione sul mix tecnologico disponibile nel medio-lungo termine.

In merito ai sistemi di accumulo, si ritiene eccessivamente generalizzata la rappresentazione del piano sui siti disponibili secondo lo studio ISMES. Il TSO dovrebbe dettagliare meglio quali siano le aree di maggior interesse per nuove installazioni, almeno con dettaglio regionale, in funzione delle esigenze prospettiche di servizi.

Nella rappresentazione dello sviluppo delle interconnessioni con l'estero viene mostrato un valore di NTC al 2030 pari a 14.5 GW (figura n. 182, pag. 206) specificando che sono esclusi i progetti merchant. Nello stesso tempo però si fa presente come, nell'ambito delle simulazioni, si sia tenuto conto di uno sviluppo NTC merchant lines. Si prega di quantificare questo contributo, evidentemente aggiuntivo ai 14.5 GW, definendo anche quali sono le linee che lo determinano.

Di seguito si segnalano una serie di possibili refusi:

- pag. 138 capoverso 5, si fa riferimento alla figura 135 quando dovrebbe essere 136;
- pag. 138 capoverso 9 (ultimo della colonna di sinistra), si fa riferimento a compensatori da 500 MVar, quando dovrebbero essere invece di taglia 250 MVar.

Spunto S6. Osservazioni sui **costi consuntivati e stimati** per il Piano di sviluppo o per specifici interventi (vd. fogli di lavoro A e B della sintesi tabellare del Piano e schede intervento nei due volumi del rapporto di avanzamento).

Spunto S7. Osservazioni sul **capitolo 6 “benefici per il sistema”** del Piano di sviluppo, in particolare riguardo incremento capacità di trasporto con l'estero, riduzione delle congestioni interzonali, incremento adeguatezza, riduzione vincoli alla produzione rinnovabile e riduzione emissioni CO<sub>2</sub> (pagine 206-210).

In merito agli effetti che lo sviluppo della rete può avere sull'adeguatezza del sistema elettrico italiano, in particolare su quanto rappresentato in figura 184, sarebbe opportuno disporre di una descrizione specifica e dedicata almeno per lo scenario PNEC. A tal proposito infatti sarebbe opportuno motivare le ragioni per le quali lo sviluppo rete nello scenario PNEC sembra non introdurre benefici in termini di LOLE, il cui valore rimane nell'intorno delle 4h, mentre non è facile confrontare adeguatamente le altre due variabili in quanto la rappresentazione non mantiene gli stessi fattori di scala. In generale si ritiene necessario un approfondimento dedicato allo scenario PNEC con e senza gli interventi di potenziamento della rete, con commenti anche qualitativi che spieghino meglio le ragioni dei risultati quantitativi.

Spunto S8. Osservazioni sui 19 nuovi interventi proposti nel **capitolo 5 “nuovi sviluppi”** del Piano di sviluppo (pagine 174-199 e foglio di lavoro

A della sintesi tabellare del Piano).

Osservazioni sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.7.1 del Piano di sviluppo).

Spunto S9. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC continente - Sicilia - Sardegna**, codice 723 (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 426-429 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel<sup>2</sup> ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

L'analisi costi benefici evidenzia una elevata aleatorietà dei risultati in relazione allo scenario esaminato. Si suggerisce pertanto di effettuare delle sensitivity sulle variabili fondamentali: import, capacità di generazione disponibile, ripartizione zonale dello sviluppo FER, ecc.

Spunto S10. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC Centro Sud - Centro Nord**, codice 436 (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 285-286 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

Spunto S11. Osservazioni sul progetto di realizzazione del **secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia - Montenegro**, codice 401, (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 283-284 e analisi costi benefici del solo secondo polo resa disponibile in sede di consultazione del Piano 2018), che l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.

Spunto S12. Osservazioni sul progetto **Nuova interconnessione Italia-Tunisia**, codice 601-I (rapporto di avanzamento, volume 2, pagine 423-424 e sintesi tabellare del Piano), che l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto "in valutazione".

<sup>2</sup> <https://www.arera.it/allegati/docs/18/674-18.pdf>


Spunto S13. Osservazioni sul progetto di **Elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria**, codice 204 (rapporto di avanzamento, volume 1, pagine 136-138 e sintesi tabellare del Piano), che l’Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto “in valutazione / allo studio”.

--

Spunto S14. Osservazioni sui due volumi “**Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti**” del Piano di sviluppo, in particolare riguardo la tracciabilità delle date previste di completamento delle opere e dei motivi di eventuali ritardi o posticipazioni volontarie di alcune opere.

Osservazioni sulla qualità e completezza delle **informazioni disponibili nelle schede avanzamento e nella sintesi tabellare** che accompagna il Piano di sviluppo.

Si apprezza il miglioramento della forma e dei contenuti delle singole schede di dettaglio per i vari interventi di sviluppo presenti nel piano, rispetto alle versioni precedenti. Per rendere ancora più efficace il contenuto, sarebbe utile inserire anche la data entro la quale Terna prevede di ottenere l’autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico per tutte le opere ancora non autorizzate.

Nel fascicolo “Avanzamento piani di sviluppo precedenti” (Vol.1) è inserito l’intervento “147-P Elettrodotto 132 kV “Verderio – Ciserano” (pag. 110). Considerando che:

- Enel ha indicato a Terna che per il 2022 prevede di prelevare appieno la potenza disponibile di 80 MVA in CP Locate (lettera E-DIS-23/02/2017-0115888), posta su tale linea;
- Terna reputa indispensabile il potenziamento della direttrice (comunicazione TE/P2017/0003248);
- è stata prevista l’ultimazione del potenziamento della linea AT con completamento al 2025;

si ritiene opportuno segnalare l’importanza di ultimare i lavori di potenziamento sulla linea per l’anno 2022 (e non per il 2025), in modo da poter procedere con quanto esposto al punto sopra.

Nel fascicolo “Avanzamento piani di sviluppo precedenti” (Vol.1) è inserito l’intervento “119-P Razionalizzazione 132 kV Cremona” (pag. 120). Più nel dettaglio, la scheda prevede la realizzazione del “Nuovo Elettrodotto 132 kV Piadena-Cella Dati”.

Tale intervento però è presente anche, in maniera contraddittoria, nelle “Schede interventi in valutazione area nord” (pag. 129) con la seguente motivazione:

- in relazione alla riduzione dei tassi di crescita della domanda previsti nei prossimi anni, l’attività non assume carattere prioritario nell’orizzonte di Piano.

Si ritiene opportuno sottolineare l'interesse alla realizzazione di tale intervento in quanto permetterà di superare lo schema di alimentazione in antenna della CP di Piadena.

Nel fascicolo "Avanzamento piani di sviluppo precedenti" (Vol.1) è inserito l'intervento "154-P Riassetto lago di Como" (pag. 124).

Relativamente a tale intervento non risulta chiaro se si intende razionalizzare la rete prevedendo quindi la dismissione del 66 kV ex RFI, oggi RTN, si richiede pertanto un chiarimento.

Inoltre si ritiene opportuno dettagliare meglio gli interventi, in quanto l'area risulta fortemente critica sulla CP Dubino a causa della presenza di una connessione "ponte" con la RTN a 132/66 kV. Qualora venisse dismessa la rete 66 kV la criticità sarebbe superata.

Nel fascicolo "Avanzamento piani di sviluppo precedenti" (Vol.1) è inserito l'intervento "117-P Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana" (pag. 127).

Più nel dettaglio, la scheda prevede la "Nuova linea 132 kV tra gli impianti di Dossi e Piancamuno".

Si segnala l'avvenuta acquisizione delle apparecchiature elettromeccaniche AT di impianto ed il terreno necessario all'ampliamento dell'impianto per trasformarlo in CP (CP semplificata con 1 Trasformatore).

Tale impianto rispetta la soluzione tecnica individuata da Terna con STMG TE/P2016/0006138, dove non erano previsti ulteriori stalli sulla linea AT.

Si segnala che il costruendo impianto non è ampliabile in quanto è geograficamente delimitato dal fiume Serio, da rilievi montuosi e dalla centrale di Enel Produzione, pertanto il futuro elettrodotto non potrà essere attestato all'impianto di Dossi.



### **Eventuali ulteriori osservazioni**

<b>Nr. progressivo</b>	<b>Osservazione<sup>3</sup></b>	<b>Documento</b>	<b>Paragrafo</b>
1	Come proposta migliorativa Terna potrebbe indicare i tempi, nonché l'anno realizzativo degli interventi riportati all'interno del documento.	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN
2	CP Saint Gobain: è in esercizio provvisorio con collegamento provvisorio da CP Caserta Sud.	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN
3	CP Caloveto: è in esercizio con un solo collegamento AT.	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN
4	Due nuovi Trasformatori RTN AT/MT nella SE RTN di Rotonda (cod. 1239CRT): già in Esercizio.	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN
5	Mancanza inserimento nell'allegato connessioni degli interventi atti alla connessione della nuova CP Partanna.	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN
6	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania (identificativo PdS 611-P) alla soluzione di connessione risulta differente rispetto a quanto riportato nella STMG fornita per la CP S.G. La Punta	Interventi per la Connessione alla RTN	1.3. CONNESSIONI ALLA RTN

---

<sup>3</sup> Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento).

7	Terna con comunicazione TE/2016/0007598 si manleva dalla responsabilità di eventuali problemi legati all'aumento dei prelievi della nostra CP di Melegnano fino alla realizzazione del potenziamento del collegamento "Lacchiarella-Pieve Emanuele", ma, ciononostante, non ha mai recepito tale intervento nei propri piani di sviluppo.		
8	Terna con comunicazione TE/2016/0007597 si manleva dalla responsabilità di eventuali problemi legati all'aumento dei prelievi della nostra CP di Calvagese fino alla realizzazione del potenziamento del collegamento "Lonato-Desenzano", ma, ciononostante, non ha mai recepito tale intervento nei propri piani di sviluppo.		
9	La CP MAZZANO è in servizio dal 10/1/2007 ed è allacciata provvisoriamente dalla linea AT 132 kV n°115 di proprietà della società ITALGEN (rete senza obbligo di connessione di terzi). L'allacciamento definitivo era previsto in precedenti piani mediante due nuovi elettrodotti RTN. L'STMG (80025024) in questione è stata accettata nell'agosto 2009. Dai piani di sviluppo di Terna è stato stralciato, e considerato decaduto, nonostante vari solleciti da parte Enel. Si ritiene opportuno il reinserimento nel fascicolo "interventi per la connessione alla RTN".		
10	La CP GROPELLO è in servizio dall'anno 2000 con connessione in antenna a RTN. Si è in attesa della realizzazione della seconda linea AT. Tale seconda alimentazione AT è presente in tutti i PdS dal 2004 al 2014, compreso quello del 2009 (Tabella 10 Connessione CP Distribuzione) che, all'indomani della cessione delle linee AT del 1.4.09, era stato assunto a riferimento per gli impegni di allacciamento presi da Terna nei nostri confronti. Dai piani di sviluppo di Terna è stato stralciato, nonostante vari solleciti da parte Enel. Si ritiene opportuno il reinserimento nel fascicolo "interventi per la connessione alla RTN".		